



## Pilot Project Implementasi Injeksi Surfactant Di Lapangan Minyak "X" Sumatera Bagian Selatan

Dedy Kristanto<sup>1</sup>, Agus Widiyarso<sup>2</sup> dan Wibowo<sup>3</sup>

<sup>1, 2, 3</sup> Jurusan Teknik Perminyakan, FTM - UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283

### Abstrak

Lapangan Minyak "X" mempunyai produksi minyak rata-rata perhari berkisar 5000 - 5900 STB/D. Untuk meningkatkan produksinya, salah satu cara yang dilakukan adalah dengan melakukan Enhanced Oil Recovery (EOR), yang merupakan pengurasan tahap lanjut dari reservoir tersebut, dimana untuk tahap awal dilakukan implementasi injeksi surfactant secara mekanisme perendaman sumur. Surfactant sebagai fluida injeksi pada tahap awal ini dipilih berdasarkan hasil studi dan kajian laboratorium yang telah dilakukan di Lapangan Minyak "X". Injeksi Surfactant digunakan untuk menurunkan tegangan antar muka minyak-fluida, dimana minyak terjebak oleh tekanan kapiler dan tidak dapat bergerak, sehingga diharapkan minyak yang terjebak tersebut dapat dikeluarkan dengan menginjeksikan surfactant. Percampuran surfactant dengan minyak membentuk emulsi yang akan mengurangi tekanan kapiler. Dari hasil analisa core, fluida reservoir (air formasi) dan sampel minyak, Surfactant SS B8020 yang digunakan untuk implementasi injeksi surfactant mempunyai konsentrasi 0,2% wt. Hasil pengamatan selama dua bulan di lapangan menunjukkan terjadinya efek hole cleaning pada formasi dan didapat perolehan minyak setelah dilakukan injeksi surfactant di sumur kajian sebesar 30,7 - 62 BOPD, sedangkan sebelum dilakukan injeksi surfactant adalah 18 BOPD.

### Abstract

The Oil Field "X" has average per day production between 5000 - 5900 STB/D. To improve the production in that field was utilized enhanced oil recovery (EOR), where as a pilot the soaking surfactant injection treatment was implemented. Surfactant as an injection fluid in this pilot was chosen based on the laboratory study that has been conducted in the Oil Field "X". Surfactant injection is used to reduce the interfacial tension of oil-fluids, where the oil is trapped due to capillary pressure and unmovable, hence this oil trapped could be displaced by the surfactant injection. The miscibility of surfactant with oil performed emulsion which will reduce the capillary pressure. Based on the core analysis, reservoir fluid (formation water) and oil sample, the Surfactant SS B8020 used in the implementation of surfactant injection has concentration of 0.2% wt. Monitoring result during two months period in the field indicated that occurring of the wellbore cleaning effect to the formation and has oil recovery after surfactant injection conducted at the well studied is 30.7 - 62 BOPD, while before the surfactant injection conducted is 18 BOPD.

**Keywords:** Enhanced Oil Recovery, Surfactant Injection, Oil Recovery

### Pendahuluan

Teknologi *Enhanced Oil Recovery* telah dikembangkan menggunakan bahan kimia diantaranya alkaline dan surfactant serta pada beberapa kasus disempurnakan pendesakannya dengan menggunakan polymer. Beberapa kendala dalam injeksi kimia adalah membutuhkan formula khusus dan berbeda komposisi pada setiap lapangan, hal ini disebabkan karena kinerja bahan kimia yang diinjeksikan tidak akan memberikan hasil yang sama pada setiap lapangan. Hasil uji laboratorium sangat diperlukan dan menjadi salah satu kunci kesuksesan untuk keberhasilan dalam meningkatkan perolehan minyak pada saat penginjeksian diterapkan di lapangan. Hasil laboratorium di khususnya untuk menilai penurunan

tegangan permukaan yang secara langsung berhubungan dengan perolehan minyak, uji laboratorium juga dilakukan dengan mencoba beberapa komposisi surfactant yang berbeda-beda sebagai perbandingan surfactant yang paling sesuai dengan jenis batuan, jenis minyak dan air formasinya.

Sebelum dilakukannya injeksi kimia perlu beberapa hal yang harus dilakukan, salah satunya adalah mencoba dan merealisasikan bahan kimia yang layak digunakan berdasar karakteristik reservoirnya yang menjadi target untuk peningkatan perolehan minyak. Injeksi surfactant secara mekanisme perendaman sumur (*Soaking Surfactant Test*) menjadi salah satu hal yang cukup menentukan dalam penilaian kinerja bahan kimia yang digunakan setelah tahapan screening.

Injeksi surfactant di Lapangan “X” ini dilakukan dengan metode perendaman sumur dengan hanya menggunakan surfactant tanpa penggunaan alkali atau polymer, bahan kimia yang digunakan adalah seri Super Surfactant (SS-B8020). Soaking Surfactant Test ini dilakukan dengan asumsi pendekatan dari pergerakan fluida apabila dilakukan pendesakan dan produksi sumur, dengan proses perendaman dan di produksi kembali diharapkan pergerakan fluida akan menyamai proses pendesakan dengan kata lain data yang dihasilkan dapat digunakan sebagai acuan dasar dalam pilot project dengan sistem pendesakan antara sumur injeksi dan sumur produksi. Keberhasilan Soaking Surfactant Test ditentukan oleh produksi pada sumur yang dilakukan perendaman yaitu kenaikan produksi minyak dan pengamatan terhadap total produksi sebagai acuan terjadinya *wellbore cleaning* selain penurunan konsentrasi surfactant pada air formasi.

Tujuan pekerjaan yang hendak dicapai adalah meningkatkan permeabilitas efektif batuan dan menurunkan tegangan antar muka minyak - fluida injeksi, serta merubah kondisi batuan suka minyak (*oil wet*) menjadi suka air (*water wet*) agar produksi minyak dapat mencapai potensi yang optimal. Tujuan lainnya dari pelaksanaan penginjeksian surfactant secara mekanisme perendaman sumur adalah :

- Melengkapi data-data selain yang sudah ada dari hasil laboratorium dan simulasi reservoir sebelum dilaksanakannya Pilot Project Full Scale di Lapangan Minyak “X”.
- Melihat perolehan produksi yang didapatkan dan penurunan kadar air (*water cut*) setelah dilaksanakannya injeksi smart surfactant SS B8020.
- Melihat pengaruh penginjeksian surfactant SS B8020 terhadap sumur-sumur yang ada disekitarnya.
- Untuk mengetahui kompatibilitas surfactant SS B8020 di lapangan sebagai “enlargement” hasil test laboratorium dan simulasi reservoir, serta untuk mengetahui kinerja dan efektivitas surfactant SS B8020 terhadap kondisi riil di lapangan.

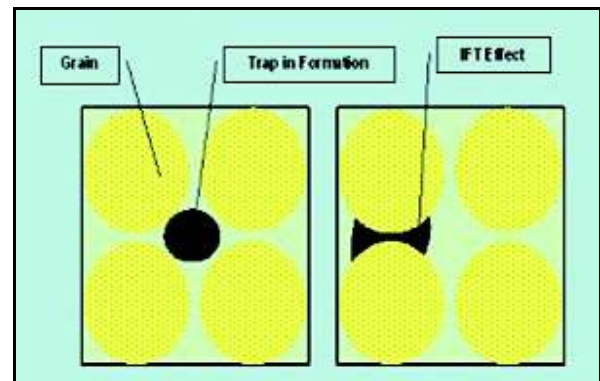
## Dasar Teori

Surfactant dapat menurunkan tegangan permukaan dan meningkatkan perolehan minyak sudah dikemukakan oleh peneliti untuk penggunaan low concentration surfactant salah satunya adalah Berger et.al., yang menyatakan bahwa surfactant menurunkan tegangan permukaan antara air formasi (*brine*) dan minyak tersisa (*residual oil*) dan pengaruhnya yaitu akan meningkatkan *Capillary Number*. *Capillary number* ( $N_c$ ) digunakan untuk menyatakan pelepasan pada minyak yang masih tertahan didalam media berpori. ( $N_c$ ) adalah fungsi dari *Darcy Velocity* ( $v$ ) yang mendesak pergerakan pada fluida yang terperangkap dalam pori batuan dan *viscosity* ( $\mu$ ) sebagai tahanan

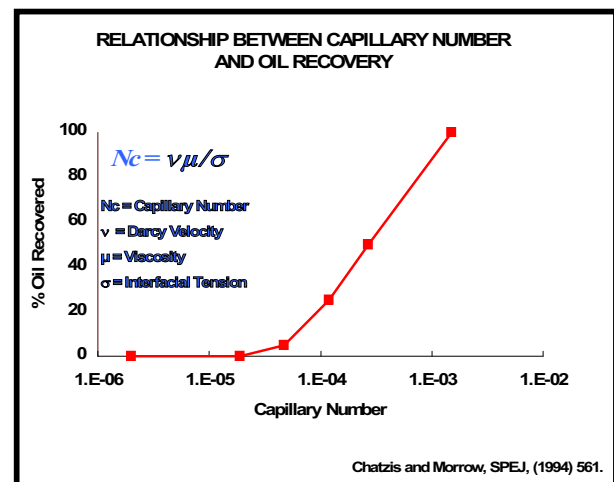
(*resistance*) fluida untuk mengalir. Apabila dituliskan dalam persamaan adalah :

$$N_{ca} = v\mu / \sigma \quad (1)$$

Bilangan kapiler (*Capillary number*) yang bernilai sekitar  $10^{-6}$  ditemukan pada kasus-kasus lapangan yang telah dilakukan *water flood* (pendesakan dengan menggunakan air) dan ini akan meningkat dua sampai tiga kalinya untuk mendesak minyak sampai batas maksimum. IFT (*interfacial Tension*) pada kasus *waterflood* berharga berkisar  $10^1 - 10^0$  mN/m. Untuk penggunaan surfactant sendiri dapat menurunkan tegangan permukaan sampai  $10^{-2}$  mN/m atau kurang dari itu, dimana hal tersebut akan meningkatkan *capillary number* dua sampai tiga kalinya. Proses saturasi surfactant ditunjukkan pada Gambar 1, dan pengaruh *capillary number* terhadap perolehan minyak dapat dilihat pada Gambar 2.



**Gambar 1.** Pengaruh Surfactant Dalam Pori-Pori Batuan (After Berger et.al)



**Gambar 2.** Pengaruh Capillary Number Terhadap Perolehan Minyak (After Chatzis and Morrow)

## Surfactant SS-Series

Untuk pilot project pada Lapangan “X” digunakan surfactant dengan seri super surfactant. Pemilihan jenis

surfactant ini didasarkan pada beberapa pertimbangan sebagai berikut :

- *Low Concentration*

Untuk penggunaan ASP Flooding konsentrasi surfactant yang tinggi memang sangat efektif digunakan pada lapisan sandstone, tetapi membutuhkan tambahan alkali untuk menghasilkan ekstra IFT (*Interfacial Tension*), untuk penggunaan konsentrasi surfactant yang besar maka akan menimbulkan proses penyerapan (*adsorpsi*) yang besar juga. Penggunaan super surfactant dinilai cukup ekonomis yaitu dengan menggunakan konsentrasi yang rendah tetapi dapat menghasilkan IFT sangat rendah mencapai  $10^{-2}$  mN/m atau kurang (uji screening Laboratorium). Untuk penggunaan pada formasi Limestone, dianjurkan untuk menambahkan sodium karbonat guna menurunkan adsorpsi batuan, tetapi bagaimanapun tidak akan mempengaruhi terhadap perubahan IFT. Penggunaan Seri Super Surfactant (SS) dinilai cukup ekonomis karena hanya membutuhkan konsentrasi yang rendah 1000 - 3000 ppm, dan hal ini sudah cukup memberikan harga IFT yang cukup rendah tanpa penggunaan Alkali berlebihan yang mempunyai kecenderungan akan menyebabkan korosi dan plugging.

- *Salt Tolerance* (Kadar Garam Formasi)

Seri SS ini sangat toleransi terhadap kandungan garam dalam air formasi, studi sebelumnya dilakukan oleh Berger et.al. menggunakan tipe surfactant dengan jenis ini pada ~110.000 PPM total dissolved solids (TDS) dan ~2500 PPM divalen cations menunjukkan penurunan IFT yang baik, walaupun pada 0,05% dari konsentrasi surfactant. Air yang digunakan untuk mencampur pada larutan surfactant tidak perlu untuk diperlakukan dan dilunakkan, dan hal tersebut sangat berpengaruh agar meminimalkan biaya untuk perlakuan air.

- Emulsi, Korosi dan Scale Reduction.

Problem pada formasi seperti emulsi, scale dan korosi dapat dihindari karena pada treatment hanya diperlukan konsentrasi yang rendah dan alkali tidak diperlukan untuk menghasilkan tambahan ultra IFT (*interfacial tension*).

### **Dasar Penerapan Soaking Surfactant Test**

Soaking Surfactant Test ini dilakukan sebelum dilakukan pilot project menggunakan pendesakan *interconnected well* (sumur injeksi ke sumur produksi). Soaking Surfactant digunakan untuk mengetahui efektifitas, kompatibilitas antara chemical, fluida formasi, batuan dan kondisi real dari reservoir (tekanan dan temperatur) serta pengaruhnya terhadap pengurangan minyak (*oil recovery*).

Pergerakan fluida reservoir pada saat pendesakan hampir sama dengan aliran fluida saat diproduksi (aliran fluida ke lubang sumur) hal ini yang mendasari dari konsep dasar dari Soaking Surfactant ini yang dilakukan dengan sistem *soak injection methods*

(metode injeksi dan perendaman), dimana dengan perendaman ini diharapkan surfactant bekerja secara optimum dengan memberikan waktu untuk pembentukan Interfacial Tension (IFT) yang baru antara minyak dan air serta tersaturasi didalamnya sehingga minyak yang terperangkap dalam pori akan terlepas dan akan terproduksi dengan pergerakan yang sama dengan pada saat pendesakan.

Prinsip dasar dari Soaking Surfactant ini adalah menginjeksikan sejumlah tertentu chemical, dalam kasus ini adalah surfactant (SS Series) ke dalam reservoir dengan anggapan minyak yang dapat terdorong oleh air (*waterflooding*) akan bergerak menjauhi lubang sumur dan yang akan bereaksi hanya residual oil yang tidak terkuras/tersapu oleh air, setelah itu surfactant yang diinjeksikan akan bekerja dan bereaksi dengan menurunkan IFT pada saat perendaman dilakukan, karena surfactant mempunyai kemampuan untuk menurunkan tegangan permukaan (IFT). Pada pilot project ini dilakukan perendaman sumur dengan cara penginjeksian sejumlah volume dan konsentrasi tertentu kedalam sumur pengamatan yang sebelumnya adalah sumur produksi atau sumur suspended dengan saturasi yang masih memungkinkan untuk adanya peningkatan perolehan minyak. Lamanya perendaman sumur (*Soaking Period*) didasarkan pada hasil uji lab, dimana larutan surfactant yang akan di injeksikan setelah beberapa lama akan terjadinya emulsi, perendaman yang terlalu singkat dapat menghasilkan penurunan IFT yang kurang maksimal dan apabila terlalu lama juga akan terjadinya emulsi yang akan menyebabkan plugging pada pori-pori batuan.

Proses penginjeksian untuk proses perendaman ini dicoba dengan menggunakan 10.000 lbs Surfactant SS B8020 (Seri SS) dengan konsentrasi 0,2 %, jenis surfactant ini adalah Amphoteric Surfactant dan Co-Surfactant (Alkohol), penginjeksian ini dilakukan secara kontinyu.

- *Radius Soak Treatment*

Radius (ft) invasi surfactant pada formasi dapat dilakukan melalui pendekatan secara geometri, dengan menggunakan pendekatan secara geometri ini pula dapat ditentukan berapa banyak volume surfactant (gall) atau chemical lainnya yang harus diinjeksikan untuk mencapai radius tertentu (ft), dengan asumsi formasi mempunyai keseragaman porositas dan ketebalan (ft) yang relatif konstan. Untuk mengetahui pendekatan radius treatment (ft) menggunakan persamaan :

$$RadiusTreatment = \sqrt{\frac{Volume}{7.4805 \times \phi \times \pi \times h} + R_w^2} \quad (2)$$

- *Volume Soak Treatment*

Volume yang dibutuhkan didasarkan pada berapa jauh radius yang diinginkan, dengan begitu dapat diperkirakan seberapa jauh radius dari chemical yang diinjeksikan terhadap volume yang dibutuhkan. Perhitungan volume yang dibutuhkan dapat dilakukan pendekatan dengan persamaan :

$$VolumeTreatment = 7.4805 \times \phi \times \pi \times h \times (R^2 - R_w^2) \quad (3)$$

### Evaluasi Laju Produksi Air

Tujuan utama dalam mengevaluasi hasil residual lifting menggunakan surfactant adalah dengan mengamati hasil produksi hariannya. Terutama akan dilihat penurunan dari laju produksi air atau yang dinyatakan dalam *water cut*. Dari perbandingan hasil *water cut* sebelum dan setelah injeksi surfactant, maka dapat diketahui keefektifitasan kinerja dari surfactant tersebut. *Water cut* adalah perbandingan dari laju produksi air dengan total keseluruhan produksi fluidanya, dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut :

$$WC = \left( \frac{q_w}{q_o + q_w} \right) \times 100\% \quad (4)$$

### Evaluasi Permeabilitas Relatif

Permeabilitas relatif ( $k_r$ ) berpengaruh terhadap besarnya permeabilitas minyak ( $k_o$ ) dan air ( $k_w$ ) yang akan menentukan besarnya produksi minyak dan air pada suatu sumur. Permeabilitas relatif dapat ditentukan dengan persamaan :

$$K_{ro} = \frac{141,2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{h K (P_i - P_{wf})} q_o \quad (5)$$

$$K_{rw} = \frac{141,2 B_w \mu_w \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{h K (P_i - P_{wf})} q_w \quad (6)$$

### Evaluasi dan Analisa Pelaksanaan Injeksi

Sebelum dilaksanakan program injeksi *surfactant* direkomendasikan dilakukan *workover* terlebih dahulu. Sehingga tata cara pelaksanaan dibagi menjadi dua, yaitu Program *Workover* dan Program Injeksi *Surfactant*. Selanjutnya pelaksanaan Soaking Surfactant Test itu sendiri dibagi menjadi 3 (tiga) tahapan, yaitu Tahap Injeksi, Penutupan Sumur (*Soaking Period*) dan Test (Monitoring) Produksi. Gambaran keseluruhan pelaksanaan injeksi ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3. Pelaksanaan Injeksi di Lapangan

### Tahap Injeksi

Jumlah volume surfactant yang diinjeksikan akan berhubungan dengan radius pada formasi yang dilakukan Soak Treatment. Radius untuk *soak treatment* berkisar rata-rata antara 35 - 100 ft (10 - 30 m). Hasil perhitungan radius untuk volume 14.005,6 bbl *Surfactant* SS B8020 0,2 % wt ditunjukkan pada Tabel 1. Sebelum *Surfactant* SS B 8020 diinjeksikan, maka sumur dibersihkan dengan mutual solvent yang merupakan *co-surfactant*.

Tabel 1. Radius Treatment Soaking Surfactant

| Volume Surfactant (bbl) | Ketebalan (ft) | Porositas (%) | Rw (ft) | Radius (ft) |
|-------------------------|----------------|---------------|---------|-------------|
| 14.000                  | 36,09          | 22            | 0,29    | 56,16       |

#### Preflush dan Step Rate Test- Mutual solvent Volume

Kebutuhan dan konsentrasi *Preflush fluid*: (Brine water + *Mutual solvent*)

50 GPT atau 5 bbl (210,02 Gallons) *Mutual solvent* + 950 GPT atau

95 bbls (3.990 Gallons) *Brine water*

Jadi volume *Preflush Fluid* adalah 100 bbls (4.200 Gallons)

Main Job (Injeksi *Surfactant* SS B8020 0,2% wt)

Konsentrasi dan kebutuhan *surfactant* = 1000 x 8,5 lbs/gal x 0,2 % = 17 pptg.

17 lb *Surfactant*/1000 gallon *brine water* injeksi Jadi 10.000 ppg *surfactant* SS B8020, volume penginjeksian menjadi

10.000/17 PPTG = 14.005 bbls atau 588.235,29 gallons.

#### Displacement

2 GPT atau 0,06 bbls (2,59 Gallons) *Surfactant* SS B8020 + 997,50 GPT atau 30,74 bbls (1.291,09 Gallons) *Brine water*

Jadi volume *Displacement Fluid* adalah 30,80 bbls (1.293,68 Gallons)

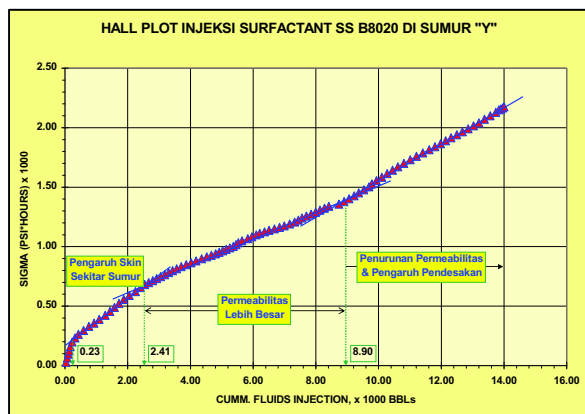
Kebutuhan dan konsentrasi *Displacement Fluid* (*Surfactant* SS B8020 0,2%) sebesar 30,74 barels, diambil dari volume total injeksi sebesar 14.005,60 barels *Surfactant* SS B8020.

Data pelaksanaan injeksi *Surfactant* di Sumur "Y" dianalisa menggunakan "Hall Plot Analysis" dimana hasilnya ditunjukkan pada Gambar 4. Dari hasil Analisa Hall Plot tersebut menjelaskan bahwa terdapat 3 (tiga) tahapan proses, yaitu :

- Tahap Awal injeksi berkaitan dengan kondisi pendesakan fluida disekitar sumur oleh fluida injeksi *Surfactant* yang pada umumnya mempunyai permeabilitas efektif lebih rendah dibandingkan permeabilitas asli formasi akibat pengaruh "damage" atau "skin effect". Tahapan ini berakhir setelah 19 jam pelaksanaan injeksi dengan kumulatif fluida injeksi yang telah diinjeksikan sebesar 2.410 barrel Pada tahapan ini terjadi peningkatan kemampuan laju pemompaan dari 0,5 bbl/menit menjadi 2,23 bbl/menit dengan tekanan injeksi 800 Psi. Hal ini diakibatkan adanya

distribusi permeabilitas yang membesar sebagai fungsi jarak dari sumur.

- Tahap Pertengahan, terjadi peningkatan kemampuan laju pemompaan dengan rata-rata laju pemompaan 2,71 bbl/menit pada Tekanan Injeksi 400 Psi yang berarti terjadi penurunan tekanan injeksi dan peningkatan laju injeksi dibandingkan dengan Tahap Awal. Hal ini diperkirakan akibat adanya peningkatan permeabilitas efektif formasi terhadap fluida injeksi yang mengalir. Tahap ini berlangsung selama 47 jam pelaksanaan injeksi dengan total fluida injeksi yang diinjeksikan sebesar 6.490 bbl (Kumulatif fluida injeksi sampai tahap ini adalah 8.900 bbl).
- Tahap Akhir, terjadi sedikit penurunan kemampuan laju pemompaan dengan rata-rata laju pemompaan 2,68 bbl/menit namun diperlukan peningkatan Tekanan Injeksi rata-rata menjadi 650 Psi, ini dapat berarti adanya penurunan permeabilitas efektif formasi terhadap fluida injeksi yang mengalir. Tahap ini berlangsung selama 32 jam pelaksanaan injeksi dengan total fluida injeksi yang diinjeksikan sebesar 5.100 barrel (Kumulatif fluida injeksi sampai tahap ini 14.000 barrel). Dari hasil analisis Hall Plot pada tahap ini diperkirakan telah menjangkau radius reservoir yang cukup dalam, sehingga pergerakan ujung lidah fluida injeksi dapat membentuk "front" pendesakan yang efektif terhadap fluida asli formasi.



**Gambar 4.** Hall Plot Analisis Hasil Pelaksanaan Injeksi di Sumur "Y"

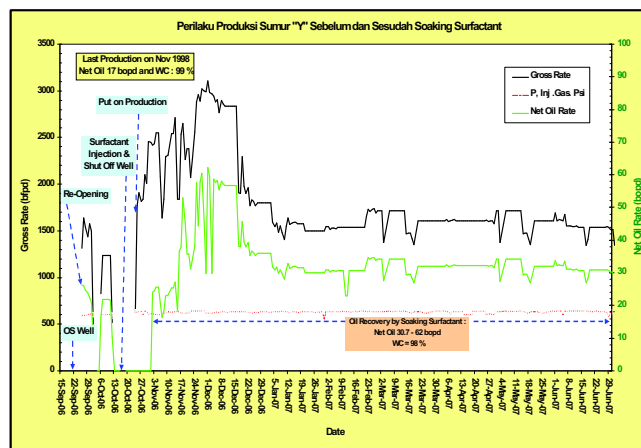
#### Penutupan Sumur

Setelah program penginjeksian selesai dilakukan, kemudian sumur ditutup selama 4 (empat) hari dari tanggal 20 Oktober 2006 hingga 24 Oktober 2006. Penutupan sumur ini didasarkan pada uji laboratorium terhadap sifat kinematika dari surfactant dimana membutuhkan waktu untuk membentuk tegangan permukaan (IFT) yang baru dan optimal. Rekomendasi penutupan sumur juga dimaksudkan untuk mengembalikan tekanan reservoir. Lamanya penutupan sumur juga dipengaruhi oleh porositas, ketebalan

lapisan, permeabilitas, saturasi minyak dan densitas minyak dalam reservoir. Selama proses penutupan ini juga dilakukan monitoring sumur-sumur disekitar sumur injeksi, diharapkan adanya pengaruh dari *surfactant* SS B8020 yang diinjeksikan terhadap peningkatan produksi di sumur sekitarnya.

#### Test Monitoring Produksi

Sumur diproduksi kembali untuk melakukan test produksi pada tanggal 24 Oktober 2006, menggunakan metode pengangkatan Gas Lift. Kondisi tekanan injeksi gas dan rate produksi disesuaikan dengan kondisi sebelum dilakukannya injeksi Surfactant SS B8020. Pengamatan produksi dilakukan di kepala sumur (wellhead) maupun di Stasiun Pengumpul (SP). Pencatatan data produksi meliputi sebelum dilakukan injeksi surfactant SS B8020, pada waktu injeksi, penutupan sumur dan produksi setelah dilakukan injeksi. Hasil pengamatan Sumur "Y" dilakukan mulai sumur sebelum dilakukan injeksi dan 30 hari setelah injeksi selesai dilakukan, kemudian masih dilakukan pencatatan data produksi selanjutnya. Hasil test (monitoring) produksi berupa perilaku produksi Sumur "Y" ditunjukkan pada Gambar 5. Dari hasil test monitoring produksi didapatkan peningkatan gross yang berpengaruh terhadap net yang dihasilkan, peningkatan gross dengan tekanan yang sama disebabkan oleh *effect hole cleaning* oleh surfactant yang diinjeksikan kedalam formasi yang mengakibatkan tekanan dan aliran yang stabil pada rate tertentu yang bertahan lebih dari waktu pengamatan, hal ini terjadi sampai produksi mendekati kondisi sebelum dilakukannya injeksi dengan ditandai naiknya *water cut*.



**Gambar 5.** Plot Hasil Monitoring Produksi Sebelum dan Sesudah Dilakukan Soaking Surfactant di Sumur "Y"

#### Evaluasi Laju Produksi

Sumur "Y" merupakan sumur minyak dengan metode produksi gas lift kontinyu. Sumur "Y" ini telah lama ditutup sejak tahun 1998 karena performance laju produksinya yang kecil. Data produksi terakhir sumur "Y" sebelum dilakukan pelaksanaan soaking surfactant adalah produksi gross 1700 Bfpd @ Pwf 2031,29 psi, Net 18 Bopd @ Pwf 2031,29 psi dengan *water cut* 99 %.



Dari hasil pengamatan pada tanggal 17 November 2006, water cut mengalami penurunan menjadi 99 % dan konstan pada harga 98 % hingga tanggal 13 Februari 2007. Minyak terlihat mulai ikut terproduksi pada tanggal 2 November 2006 dengan rate produksi sebesar 1,04 bbl per jam (24.9 bbl per hari). Sampai tanggal 17 November 2006, rate produksi rata-rata minyak sebesar 23,09 bbl. Rate produksi minyak mulai terlihat meningkat pada tanggal 18 November - 16 Desember 2006, dengan rata-rata gross produksi 2800 Bfpd dan net mencapai 62 bopd. Dan rate produksi minyak terlihat konstan pada tanggal 16 Januari 2007 dengan laju produksi rata-rata 30,7 bopd. Data produksi terakhir tanggal 13 Februari 2007 yaitu gross 1534, net 30,7 bopd dan water cut 98 %. Performance produksi sebelum dan setelah *treatment* ditunjukkan pada Gambar 5.

#### Evaluasi Rekonstruksi Permeabilitas Relatif

Rekonstruksi terhadap permeabilitas relatif bertujuan untuk melihat perubahannya sebelum dilakukan *treatment* dan setelah dilakukan *treatment*. Besarnya laju produksi fluida dipengaruhi oleh besarnya permeabilitas relatif dari fluida yang mengalir kedalam lubang sumur. Untuk evaluasi berdasarkan permeabilitas relatif pendekatan menggunakan Persamaan (5) dan (6), dimana akan diperoleh hubungan grafik permeabilitas relatif sebelum dan sesudah *treatment*. Hasil ini diperoleh dari memasukkan harga saturasi air sisa (0,201) dan saturasi minyak sisa (0,231) dari hasil *simulasi reservoir*. Plot harga permeabilitas relatif air sebelum *treatment* (0,5980) sehingga diperoleh harga saturasi air 0,59 dan plot harga permeabilitas relatif minyak sebelum *treatment* (0,0360) diperoleh saturasi air 0,7.

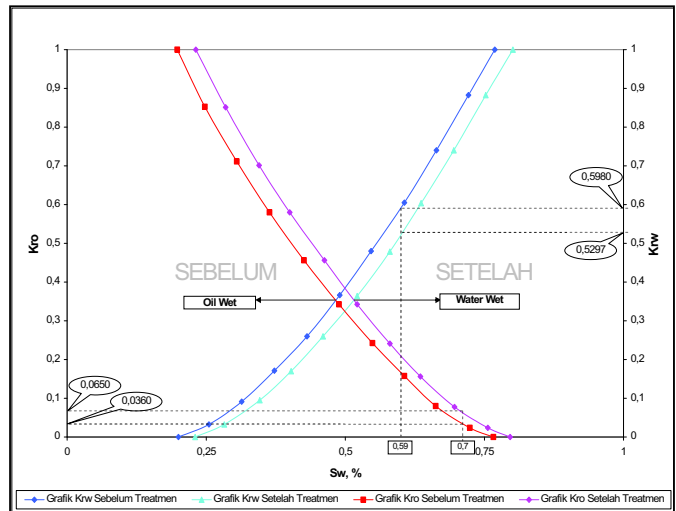
Dari harga permeabilitas relatif minyak dan air setelah *treatment*, dengan asumsi pada harga saturasi yang sama didapat perpotongan kurva permeabilitas relatif minyak dan air setelah *treatment* (Gambar 6). Hasil perhitungan untuk kurva permeabilitas relatif sebelum dan sesudah *treatment* seperti terlihat pada Tabel 2. Dari hasil perhitungan terhadap permeabilitas relatif sebelum dan setelah *treatment* terlihat terjadi perubahan. Dimana harga permeabilitas relatif air mengalami penurunan, yang menyebabkan air akan lebih sulit mengalir. Sedangkan harga permeabilitas relatif minyak mengalami peningkatan, yang menyebabkan minyak lebih mudah mengalir.

Pada Gambar 6 memperlihatkan kurva perpotongan antara permeabilitas relatif minyak dan air. Dimana sebelum dilakukan *treatment* perpotongan berada pada harga saturasi air lebih kecil dari pada 0,5 hal ini menunjukkan batuan pada kondisi oil-wet (suka minyak). Setelah dilakukan *treatment* terlihat perubahan, dimana perpotongan antara grafik permeabilitas relatif minyak dan air pada harga saturasi air lebih besar dari 0,5 hal ini menunjukkan batuan berubah menjadi kondisi water-wet (suka air). Serta telah terjadi perubahan harga saturasi air sisa dari 0,200

menjadi 0,240 dan harga saturasi minyak sisa dari 0,231 menjadi 0,198. Evaluasi terhadap permeabilitas relatif memperlihatkan hasil telah terjadi penurunan permeabilitas relatif air sebesar 11,4 % dan terjadi kenaikan permeabilitas minyak sebesar 80,5 % sehingga menyebabkan terjadinya perubahan sifat kebasahan batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*.

**Tabel 2. Hasil Perhitungan Permeabilitas Relatif Air (Krw) dan Permeabilitas Relatif Minyak (Kro) Sebelum dan Sesudah *Treatment***

| Sebelum <i>Treatment</i> |         |         |         | Sesudah <i>Treatment</i> |         |         |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|
| Kro                      |         | Krw     |         | Kro                      |         | Krw     |         |
| So                       | Kro     | Sw      | Krw     | So                       | Kro     | Sw      | Krw     |
| 0,802                    | 1       | 0,76875 | 1       | 0,76875                  | 1       | 0,80125 | 1       |
| 0,7525                   | 0,8525  | 0,72125 | 0,8825  | 0,715                    | 0,85125 | 0,7525  | 0,8825  |
| 0,695                    | 0,71125 | 0,66375 | 0,74    | 0,655                    | 0,70125 | 0,695   | 0,74    |
| 0,63625                  | 0,58    | 0,60625 | 0,605   | 0,6                      | 0,58    | 0,63625 | 0,60375 |
| 0,57425                  | 0,45625 | 0,54625 | 0,48    | 0,5375                   | 0,45625 | 0,58    | 0,47875 |
| 0,51125                  | 0,3425  | 0,49    | 0,36625 | 0,47875                  | 0,3425  | 0,52125 | 0,36375 |
| 0,45125                  | 0,2425  | 0,43125 | 0,26    | 0,42                     | 0,24125 | 0,46    | 0,26    |
| 0,39375                  | 0,1575  | 0,3725  | 0,17125 | 0,365                    | 0,15625 | 0,4025  | 0,17    |
| 0,3375                   | 0,08    | 0,31375 | 0,09125 | 0,30375                  | 0,0775  | 0,34625 | 0,095   |
| 0,27625                  | 0,02375 | 0,255   | 0,0325  | 0,24375                  | 0,02375 | 0,2825  | 0,0325  |
| 0,23375                  | 0       | 0,2     | 0       | 0,20375                  | 0       | 0,23    | 0       |



**Gambar 6. Kurva Permeabilitas Relatif Sebelum dan Sesudah *Treatment***

Didasarkan pada perbandingan hasil dari analisa dan evaluasi terhadap beberapa parameter tersebut di atas, seperti ditunjukkan pada Tabel 3, maka terlihat bahwa pelaksanaan soaking surfactant SS B8020 dapat dikatakan cukup berhasil untuk meningkatkan perolehan minyak dari Sumur "Y" secara single well.

**Tabel 3. Hasil Perbandingan Sebelum dan Sesudah *Treatment***

| Parameter | Sebelum | Sesudah |
|-----------|---------|---------|
| Kro       | 0,036   | 0,065   |
| Krw       | 0,598   | 0,529   |
| Swr       | 0,20    | 0,24    |
| Sor       | 0,231   | 0,198   |

Selanjutnya manfaat dan keuntungan lain yang didapatkan dari hasil evaluasi implementasi injeksi surfactant secara mekanisme perendaman sumur ini adalah :

- Fluida yang diinjeksikan relatif kecil/sedikit dibandingkan dengan *flooding pilot test*.
- Waktu yang diperlukan untuk mendapatkan hasil terhadap kinerja fluida yang diinjeksikan relatif singkat.
- Kinerja fluida (*surface active agent*) yang diinjeksikan dapat diketahui langsung pada saat sumur diproduksi.
- *Low Cost Efficiency*, dimana tidak dibutuhkan fasilitas pemompaan (fasilitas EOR *Flooding*), pemompaan hanya membutuhkan peralatan yang sama seperti *workover* dan pelaksanaan *acidizing (Mobile Pumping Unit)*.
- *Compatible* untuk digunakan mengangkat residual oil dengan viskositas yang besar.

### Kesimpulan

1. Hasil pengamatan dan evaluasi implementasi Soaking Surfactant ini memberikan hasil terjadinya efek hole cleaning pada formasi dan didapat perolehan minyak setelah dilakukan Soaking Surfactant Test di Sumur "Y" sebesar 30,7 - 62 BOPD, sedangkan sebelum dilakukan Soaking Surfactant Test adalah 18 BOPD.
2. Penggunaan Surfactant menyebabkan terjadinya perubahan sifat kebasahan batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*.
3. Pelaksanaan Soaking Surfactant di Sumur "Y" memberikan pengaruh (konektifitas) ke sumur sekitar, yaitu kenaikan produksi minyak disebabkan karena efek "flooding".
4. Penggunaan Surfactant SS-Series (SS-B8020) *compatible* dengan batuan dan fluida reservoir di Lapangan Minyak "X".
5. Evaluasi hasil Implementasi Soaking Surfactant test ini dapat digunakan sebagai acuan dalam pengembangan project EOR di Lapangan Minyak "X" yaitu dalam segi penilaian kompatibilitas, *reservoir connectivity* dan *incremental production* yang akan dicapai.

### Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih dan penghargaan yang tulus kepada PT. Petroleum Nusantara Energy yang telah memberikan kesempatan mulai dari proses perencanaan sampai pelaksanaan pekerjaan di lapangan dan PT. Pertamina EP yang telah memberikan bantuan, kerjasama serta penggunaan fasilitas yang ada di lapangan sehingga pelaksanaan pekerjaan ini dapat berjalan dengan baik dan lancar sesuai dengan rencana.

### Daftar Notasi

|          |                                    |
|----------|------------------------------------|
| $q$      | = laju produksi, STB/D             |
| $q_o$    | = laju produksi minyak, STB/D      |
| $q_w$    | = laju produksi air, STB/D         |
| $K$      | = permeabilitas batuan, md         |
| $k_{ro}$ | = permeabilitas efektif minyak, md |
| $k_{rw}$ | = permeabilitas efektif air, md    |
| $h$      | = ketebalan formasi produktif, ft  |
| $P_i$    | = tekanan formasi, psi             |
| $P_{wf}$ | = tekanan alir dasar sumur, psi    |
| $\mu_o$  | = viskositas minyak, cp            |
| $\mu_w$  | = viskositas air, cp               |
| $B_o$    | = faktor volume formasi, BBL/STB   |
| $B_w$    | = faktor volume formasi, BBL/STB   |
| $r_e$    | = jari-jari pengurasan sumur, ft   |
| $r_w$    | = jari-jari sumur, ft.             |

### Daftar Pustaka

- Anderson, A.G., "Simulation of Chemical Flood EOR Processes Including the Effects of Reservoir Wettability", a Thesis for Degree of Master of Science in Engineering, The University of Texas, Austin, May 2006.
- Ayrala, C.S., "Surfactant-Induced Relative Permeability Modifications for Oil Recovery Enhancement", Thesis for Degree of Master of Science in Department of Petroleum Engineering, Kharagpur, India, Dec. 2002.
- Ashayer, R., Grattoni, C.A., and Luckham, P.F., "Wettability Changes During Surfactant Flooding", 6<sup>th</sup> International Symposium on Evaluation of Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery, Socoro, New Mexico, Sept. 27-28, 2000.
- Buckley, S.J., "Evaluation of Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery", prepared for U.S Department of Energy, Tulsa, Oklahoma, Reporting Period: July 1, 1996-June 30, 1997.
- Berger, D. and Lee, C.H., "Ultra-low Concentration Surfactants for Sandstone Floods" SPE 75186, SPE/DOE Improved Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13-17, 2002.
- Chatrivala, S.A., Al-Rufaie, H.A., Nasr-El-Din., Altameimi, Y.M., and Cawiezel, K., "A Case Study of a Successful Matrix Acid Stimulation Treatment in Horizontal Wells Using a New Diversion Surfactant in Saudi Arabia", SPE 93536, 14<sup>th</sup> SPE Middle East Oil & Gas Conference, Bahrain, March, 12-15, 2005.
- Goddard, William, A, Yongchun, T., "Lower Cost Methods for Improved Oil Recovery (IOR) Via Surfactant Flooding", Final Report, California Institute of Technology, Sept.2001-Sept.2004.
- Kristanto.D; Fibarata A.A; Windiarto B., "Kajian Penggunaan Surfactant Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak ", Lab Report, Yogyakarta, 2006.
- Morrow,N.R, and Chatzis, I., "Measurement and Corelation of Condition for Entrapment and Mobilization of Residual Oil", final report to the U.S. DOE, Oct 1981.

- Nasr-El-Din, H.A., Al-Otaibi, M.B., Al-Qahtani, A.A., and Al-Fuwaires, O.A., "Filter-Cake Cleanup in MRC Wells Using Enzyme/Surfactant Solutions", SPE 98300, SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, L.A., Feb. 15-17, 2006.
- Shen, P, Zhu, B, Li, X, and Wu, Y.S., "The Influence of Interfacial Tension on Water/Oil Two-Phase Relative Permeability", SPE 95405, SPE/DOE Symposium on IOR, Tulsa, Oklahoma, April, 22-26, 2006.
- Wang Z, Zhao F, Lushan W, and Jiyong L., "Surfactant Oil Displacement System in High Salinity Formations: Research and Application" SPE 70047, SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference, Midland-Texas, May 15-16, 2001.
- Weiss, W., Xie, X., Subramaniam, V and Taylor, A., "Artificial Intelligence Used to Evaluate 23 Single-well Surfactant Soak Treatments", SPE 89457, SPE/DOE 14<sup>th</sup> Symposium on IOR, Tulsa, Oklahoma, April, 17-21, 2004.
- Xu, W., Ayirala, S.C., and Rao, D.N., "Measurement of Surfactant-Induced Interfacial Interactions at Reservoir Conditions", SPE 96021, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Oct. 9-12, 2005.